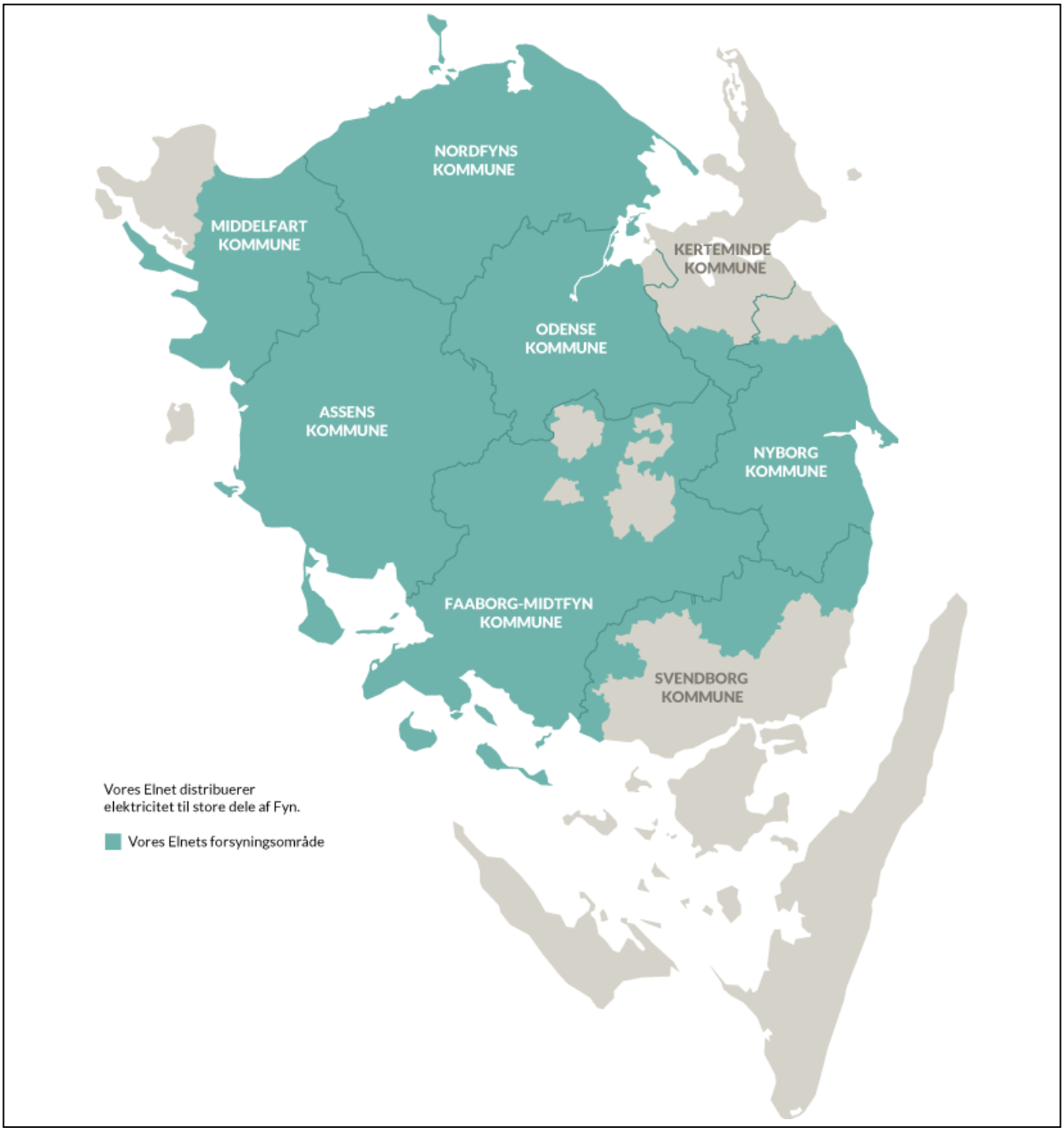
NETUDVIKLINGSPLAN 2027

Vores Elnet A/S
Sanderumvej 16
5250 Odense SV
Tlf. 63 10 81 00
E-mail info@voreselnet.dk



Indhold

Indhold 2
1. Indledning 3
2. Begrebsafklaring 4
3. Formål og Indhold 7
3.1. Udvikling af fleksibilitetsmarked 9
3.2. Netvirksomhedernes nuværende benyttelse af fleksibilitet 9
3.3. Netvirksomhedernes fleksibilitetsbehov 9
4. Formelle rammer og vejledning 11
5. Nuværende benyttelse af fleksibilitet 12
6. Netplanlægningsmetoder og princippet om energieffektivitet først 12
7. Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner 13
7.1. Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger 13
7.2. Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger 13
7.3. Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger 13
7.4. Opsummering af dekomponering 15
8. Beskrivelse af netvirksomhed 16
8.1. Kort og netområde 16
8.2. Opgørelse af nøgletal 17
9. Fremskrivning af nøgletal 19
10. Behovsvurdering 21
11. Projektoverblik 22
12. Samlet forventet investeringsbehov 24
13. Samlet fleksibilitetsbehov 25
14. Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen 27
15. Bilag 28
15.1. Bilag 1: Detaljeret fleksibilitetspotentiale 28

1. Indledning

Nærværende Netudviklingsplan er udarbejdet for Vores Elnet. Planen er udarbejdet i det format, som er angivet af Energistyrelsen, og tager udgangspunkt i de seneste analyseforudsætninger udarbejdet af samme.

Analyseforudsætningerne er herefter tillagt en række lokale forhold, baseret på både ekstra dialog ifm. udarbejdelsen af planerne, men også den løbende dialog, der er omkring udviklingen, med Energinet, de fynske kommuner, de andre fynske Elnetselskaber, flere fynske fjernvarmeselskaber, ladestanderoperatører, større fynske elforbrugskunder, VE-udviklere m.fl.

Det skal bemærkes at Netudviklingsplanen 2027 er udarbejdet i 1. kvartal af 2026, og derfor ikke tager højde for de ændringer, der er sket mellem dette tidspunkt og offentliggørelsen. Dette betyder, at mange af de mere specifikke detaljer, såsom projektlisten for 60 kV projekter, ikke nødvendigvis kan antages fortsat at være fuldt ud retvisende, da antagelserne for udviklingen under udarbejdelsen, på mange punkter kan være ændret i den mellemliggende tid.

Samarbejde mellem Vores Elnet og Energinet om netplanlægning af transmissions- og distributionsnettene finder i dag sted gennem en løbende dialog og koordinering.

Netudviklingsplanerne baseres netop på de samme primære forudsætninger, som er ”Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet”, der opdateres årligt. Derved sikres, at udviklingsplanerne for nettene på et overordnet niveau er koordinerede i forhold til at kunne håndtere de stigende mængder vedvarende energi og et stigende forbrug. Den indledende udmøntning af analyseforudsætningerne foretages yderligere i et værktøj udarbejdet sammen med andre elnetselskaber og Energinet.

Der skal selvfølgelig løbende korrigeres i forhold til den reelle udvikling og i forhold til geografiske forskelle på landsplan.

Den løbende dialog og koordinering sikrer herudover en fælles håndtering af kommende nye store produktions- og forbrugsanlæg. SPOC-samarbejdet mellem Vores Elnet og Energinet har til formål at koordinere nye opgaver, hvor tilslutningsaftale er indgået og der analyseres samtidig på øvrigt produktion/forbrug i det aktuelle område.

Der udarbejdes desuden fælles pipelinelister over potentielle forbrugs- og produktionsanlæg, som bl.a. anvendes i den indledende udmøntning af analyseforudsætningerne.

Dialogværktøjet ”Kapacitetskort” giver kunderne et overblik over nuværende ledig kapacitet til f.eks. VE anlæg i både transmissions- og distributionsnettene samt, for nu, også forbrug i distributionsnettet.

Den nuværende usikkerhed omkring ledig kapacitet i det overliggende net (transmissionsnettet) betyder, at netselskaberne p.t. ikke kender den maksimale effekt, der kan overføres i skillefladerne mellem distributionsnettet og transmissionsnettet til fulde.

På den baggrund er det vanskeligt for netselskaberne at basere prognoser og netudbygningsplaner på kapacitet i netinfrastrukturen over 50 kV / 60 kV, som nævnt i Netvirksomhedsbekendtgørelsen § 19 stk. 1: ”Behovsvurderingen i forhold til udvidelser eller opgraderinger skal være målrettet de forventede udfordringer i relation til netinfrastrukturen, såsom kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering, med særlig vægt på spændingsniveauer på eller over 50 kV.”

Vores Elnet forudsætter, at den nødvendige kapacitet er til stede i transmissionsnettet i forhold til at imødekomme det fremtidige kapacitetsbehov i distributionsnettet.

2. Begrebsafklaring

Tekst i kursiv er gennemgående forfattet af Energistyrelsen.

Tabel 1

Begreber	Afklaring
Aggregator	*En aggregator er en virksomhed der varetager aggregering. Aggregering er en funktion, der varetages af en fysisk eller juridisk person, der samler flere kunders forbrug eller producerede elektricitet til salg, køb eller auktion på et elektricitetsmarked.*
Analyseforudsætninger	*Analyseforudsætninger udarbejdes hvert år til Energinet, som udarbejder løbende markeds, net- og forsyningssikkerhedsanalyser som fundament for deres varetagelse af Danmarks el-og gastransmissionsnet. Disse analyser danner blandt andet grundlag for indstillinger til klima-, energi- og forsyningsministeren om investeringer i ny infrastruktur eller nye markedsløsninger i transmissionsnettet. For nærmere info om analyseforudsætningers betydning for netudviklingsplaner se afsnit Analyseforudsætninger* for netudviklingsplaner
Det kollektive elnet	*Det kollektive elnet kan strukturelt opdeles i transmissionsnet og distributionsnet. Førstnævnte varetages af den statsejede virksomhed Energinet, og udgør det overliggende elnet, der som hovedregel transporterer elektricitet på spændingsniveauer over 100 kV Distributionsnettet er det underliggende net, som er forbundet til transmissionsnettet, der transporterer elektricitet ud til de enkelte virksomheder og husstande på spændingsniveauer under 100 kV. Mere populært sagt kan transmissionsnettet betragtes som elektricitetens motorveje og distributionsnettet kan herved betragtes som elektricitetens omfartsveje, landeveje og villaveje.*
Energieffektivitet (Ift. netvirksomhed)	*Forholdet mellem resultat i form af nettets ydeevne og tilførsel i form af energi. Se nedenstående definition af Energieffektivitetsforanstaltninger for nærmere forståelse af begrebet i regi af netvirksomheders varetagelse af eldistribution.*
Energieffektivitetsforanstaltninger/ Energieffektivitetsløsninger	*Energieffektivtsforanstaltninger forstås som teknologier, processer og praksis, der over tid reducerer eller flytter den mængde energi, der er nødvendig for at opnå samme niveau af ydeevne. Følgende er eksempler på energieffektivtsforanstaltninger en netvirksomhed kan iværksætte:* - *Opgradering/udskiftning af netkomponenter (fx kabler, luftledninger, transformere etc.) til mere energieffektive komponenter.* - *Anvende et design for netstrukturen, der fremmer effektiv transport af elektricitet* - *Efterspørgselsstyring via implementering af differentierede tarifering, der tilskynder til bedre udnyttelse af elnettets kapacitet, og herunder reduktion af perioder med spidslastbelastning for derved at reducere nettabet og dermed understøtte energieffektiviteten. Se også implicit fleksibilitet under afsnit Netvirksomhedernes* nuværende benyttelse af fleksibilitet
Energinet	*Energinet er Danmarks systemansvarlige transmissionsvirksomhed, der har ansvaret for at drive og udvikle transmissionsnettet og elsystemet i Danmark.*
Fleksibilitet (fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug)	*Se afklaring i faktaboks 1 under afsnit Formål* og Indhold*nedenfor.*

Kapacitetsbegrænsning/udfordring	*En kapacitetsbegrænsning er en såkaldt flaskehals i nettet, der opstår hvis der mangler kapacitet specifikke steder i nettet (transformerstationer eller luftledninger/kabler) til at håndtere forventede belastninger/mængde af elektricitet.*

Begreb	Afklaring
Kundetyper	*I henhold til tarifmodellen findes der følgende kundetyper:* ***Kundekategori: C*** *Tilslutningspunktet er i 0,4 kV nettet (den typiske almindelige forbruger)* ***Kundekategori: B-lav*** *Tilslutningspunktet er på 0,4 kV siden af en 10-20/0,4 kV station* ***Kundekategori: B-høj*** *Tilslutningspunktet er i 10-20 kV nettet* ***Kundekategori: A-lav*** *Tilslutningspunktet er på 10-20 kV siden af en 30-60/10-20 kV station* ***Kundekategori: A-høj*** *Tilslutningspunktet er i 30/50/60 kV nettet* ***Kundekategori: A0*** *Tilslutningspunktet er i transmissionsnettet hvor netvirksomheden alene håndterer afregningsmåling.*
Netinvesteringer	*Netinvestering dækker følgende investeringer i netanlæg (kabler, transformere, stationer mm.):* - *Reinvesteringer - Udskiftning af netanlæg, der opretholder netanlæggets kvalitet og funktion, herunder som udgangspunkt en 1:1 udskiftning/levetidsforlængelse.* - *Nyinvesteringer eller kapacitetsforøgelse: Opgradering/forstærkning af eksisterende netanlæg samt etablering af nye netanlæg.*
Netområdeforbrug (energi)	*Den samlede transporterede mængde energi (målt i MWh) hvilket svarer til den energimængde som er forbrugt af netkunder plus nettabet i nettet over et givet år. Netområdeforbrug er eksklusiv egetforbrug forbrugt "bag måleren".*
Nettab	*En del af den energimængde, der transporteres fra det overliggende transmissionsnet og produktionssteder frem til kunderne via en netvirksomheds ledninger og transformerstationer, går tabt under transporten. Nettab er den energimængde, der går tabt under transport i distributionsnettet. Netvirksomhedens mængde af nettab opgøres i MWh og i procentvis andel af netområdeforbruget.*
Netvirksomhed	*Distributionsnettet drives og udvikles idag af 33 netvirksomheder med netbevillinger udstedt af Energistyrelsen, der giver eneret og pligt til at varetage netvirksomhed, der f.eks. omfatter drift og udvikling af distributionsnet i et afgrænset netområde.*
Spændingsregulering	*Elektricitet i elnettet skal holdes indenfor en bestemt spænding, afhængig af hvilket spændingsniveau man befinder sig på, jf. afklaring af kundetyper tilknyttet forskellige spændingsniveauer. Hvis spændingen ikke holdes nogenlunde konstant, kan det skabe udfordringer for tilsluttede anlæg, idet de er indstillet til at fungere med en bestemt spænding. Netvirksomheder skal derfor holde den rette spænding på de forskellige spændingsniveauer, hvilket normalt sker via spændingsregulering. Eftersom tilslutninger af produktions- og forbrugsanlæg interagerer med elnettet og herved blandt andet kan påvirke spændingen, kan disse anlæg således både udfordre og understøtte spændingsreguleringen.*

Tilsluttet energilagerkapacitet	*Størrelsen på effekten - dvs. den aftalte udvekslingskapacitet i tilslutningspunktet - fra energilageranlæg tilsluttet distributionsnet. Det bemærkes at et energilageranlæg kan have en anlægskapacitet, der er større end udvekslingskapaciteten.* *Eksempel på energilageranlæg: Litium-ion batterier.*

Begreb	***Afklaring***
Tilsluttet produktionskapacitet	*Størrelsen på effekten - dvs. den aftalte udvekslingskapacitet i tilslutningspunktet - fra decentrale kraftvarmeværker, solcelleanlæg (private og kommercielle taganlæg og markanlæg), vindmøller (hustandsvindmøller, kommercielle landbaserede og kystnære vindmøller og testmøller). Det bemærkes at et energilageranlæg kan have en anlægskapacitet, der er større end udvekslingskapaciteten.*
W (watt) / effekt	*Watt (W) udtrykker den øjeblikkelige effekt der ydes i løbet af 1 sekund.*
Wh (watt-time)/energi	*Enhed for energi der i regi af netudviklingsplaner typisk opgøres i megawatt-timer (MWh), der svarer til 1000 kilowatt-timer (KWh)* *I Danmark bruges der cirka 1.600 kilowatt-timer pr. person om året i Danmark.*

3. Formål og Indhold

Hovedformålet med netudviklingsplaner er at skabe gennemsigtighed for markedsaktører, systembrugere og systemoperatører, herunder også Energinet, om fremtidig udvikling og behov i eldistributionsnettet. Det gælder alle aktører i samfundet, der har interesse i at benytte eller understøtte distributionsnettet og dets udvikling, herunder fjernvarmeselskaber, kommuner, VE-producenter, elforbrugere, aggregatorer, ladeoperatører mfl. Planerne skal således understøtte, at aktører kan agere ud fra netvirksomhedens planlægning og behov, herunder eksempelvis understøtte samspil og koordinering med kommuners varme-og energiplanlægning.

Planerne har en 10-årig planlægningshorisont og lægger særlig vægt på den vigtigste distributionsinfrastruktur, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger fra forbrugsanlæg, herunder f.eks. ladestandere til elektriske køretøjer, varmepumper og VE-anlæg. For at sikre en omkostningseffektiv og rettidig udvikling af distributionsnettet er det blandt andet afgørende, at drage nytte af elforbrugere og elproducenters mulighed for at agere fleksibelt (for definition og forståelse af fleksibilitet i nærværende sammenhæng mm. se faktaboks 1 og afsnit 3.1, 3.2 og 3.3 nedenfor). Netudviklingsplaner har derfor et særskilt fokus på at skabe klarhed over netvirksomheders forventede behov for fleksibilitet på kort, mellemlang og lang sigt. Oplysninger om det forventede fleksibilitetsbehov skal bidrage til, at markedsaktører kan identificere og vurdere muligheder for at understøtte effektiv drift og udvikling af distributionsnettet ved levering af fleksibilitetsydelser eller lignende. Planerne indeholder derfor en række oplysninger om netvirksomheders forventede fremtidige behov for fleksibilitet og muligheder for anvendelse af andre alternative løsninger til specifikke netinvesteringer, såsom fleksibilitet eller energieffektivitetsforanstaltninger.

Planerne heri er ikke bindende, hvilket skal ses i lyset af, at netvirksomheders netplanlægning i et vist omfang er indikativ og ikke statisk - særligt på den lange bane.

Udover at være et redskab til at kommunikere netvirksomheders udviklingsplaner og behov til omverdenen, skal netudviklingsplaner samtidig betragtes som et dialogværktøj. Således har planerne også til formål at skabe afsæt for dialog mellem netvirksomheder og relevante aktører, hvorved dialog kan berige de involverede aktørers dispositioner og investeringsbeslutninger, såsom investeringer i varmeforsyning. Netudviklingsplaner bidrager ligeledes som dialogværktøj og

understøtter koordinering af netudviklingen på distributions- og transmissionsniveauet og understøtter samlet set en samfundsøkonomisk fornuftig udvikling af elforsyningsnettet i Danmark.[1]

Hvad er fleksibilitet, fleksibilitetsbehov, fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug?

Overordnet set anses fleksibilitet i nærværende sammenhæng alene som en alternativ løsning til netudbygning og netforstærkning, der kan bidrage til udskydelse af eller fjerne behov for netinvesteringer – dvs. understøttelse af eldistributionsnettets nettilstrækkelighed. Anvendelse af fleksibilitet kan derfor bidrage til bedre udnyttelse af distributionsnettet og en mere omkostningseffektiv netudvikling. Distributionsnettet udbygges i almindelighed pba. behov, herunder behov for kapacitet der imødekommer efterspørgslen på effektiv og pålidelig transport af elektricitet for forbrugere og producenter. Behovet kan f.eks. opstå, hvis en transformer forventes overbelastet i en bestemt periode om året pga. stigende elforbrug i et bestemt område, f.eks. foranlediget af opladning af elbiler, varmepumpers elforbrug eller indfødning af strøm fra VE-anlæg. Dette betragtes som en flaskehalsudfordring, hvor kapaciteten i transformerstationen udgør en kapacitetsbegrænsning. Fremfor at løse udfordringen med netforstærkning, kan udfordringen i visse tilfælde løses med fleksibilitet. Fleksibiliteten kan f.eks. tilvejebringes via fleksibelt elforbrug, hvor elforbruget flyttes væk fra spidsbelastningstidspunktet, hvorved kapacitet i den enkelte transformerstation udnyttes bedre, da det forhindrer overbelastning. Skyldes overbelastningen produktion, kan producenter levere fleksibilitet gennem nedregulering. Et fleksibilitetsbehov opstår, når en netvirksomhed vurderer, at der er mulighed for at løse en kapacitets- eller spændingsudfordring vha. fleksibilitet mhp. at understøtte en mere omkostningseffektiv netudvikling. For nærmere beskrivelse af fleksibilitetsbehov se afsnit 3.3.

Fleksibilitet dækker i regi af netudviklingsplaner de delvist overlappende begreber: fleksibilitetsydelser og fleksibelt elforbrug, som er defineret netvirksomhedsbekendtgørelsen.

Fleksibilitetsydelse skal kort sagt forstås som en ydelse en markedsdeltager (fx en tilsluttet forbruger, producent eller aggregator) i medfør af en aftale leverer til en netvirksomhed mod betaling eller modydelse.

Fleksibelt elforbrug skal kort sagt forstås som ændringer i en elkundes elforbrug i forhold til det normale eller aktuelle forbrugsmønster som reaktion på markedssignaler, herunder som reaktion på tidspunktafhængige tariffer eller finansielle incitamenter (fx afbrydelighedsaftaler), eller som reaktion på accept af slutkundens bud om at sælge en forbrugsreduktion eller -forøgelse til en bestemt pris på et organiseret marked hvad enten dette sker alene eller gennem aggregering. Sidstnævnte kan karakteriseres som en fleksibilitetsydelse alene møntet på forbrug. Begrebet er noget bredere end begrebet fleksibilitetsydelse, fordi den også rummer adfærdsbaseret levering af fleksibilitet f.eks. på baggrund af tidsdifferentierede tariffer, mens en fleksibilitetsydelse leveres i medfør af en specifik aftale.

Faktaboks 1

[1] For yderligere beskrivelse af formål henvises til lovbemærkninger til L 67 Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning afsnit 3.2.4

3.1. Udvikling af fleksibilitetsmarked

Benyttelse af visse typer fleksibilitetsydelser kræver et organiseret marked, hvor netvirksomheder og fleksibilitetsudbydere kan handle. Et sådant marked eksisterer ikke på nuværende tidspunkt, men forventes at opstå med tiden. Der forventes at opstå forskellige fleksibilitetsmarkeder (både nationalt og internationalt), hvor det enkelte marked skal etableres og fungere i samhørighed med de øvrige. For at understøtte etablering af fleksibilitetsmarkeder udførte Energistyrelsen en analyse, der havde til formål at undersøge hvordan fleksibilitetsmarkeder kan fremmes. Resultatet af analysearbejdet kan findes her,[2] hvor analyserne bl.a. anbefaler iværksættelse af pilotprojekter, der kan skabe mere viden om selve handlen med specifikke fleksibilitetsydelser, herunder betalingsvilligheden, leveringssikkerheden samt hvilke typer af produkter, der giver mening at handle.

Netvirksomhederne Cerius A/S, Radius Elnet A/S og TREFOR El-net A/S har i marts 2025 anmeldt midlertidige metoder for pilotprojekter, der skal teste markedsbaseret anskaffelse af fleksibilitet som alternativ til netforstærkning. Der kan læses mere om projekterne her.

3.2. Netvirksomhedernes nuværende benyttelse af fleksibilitet

Netvirksomheder benytter allerede i dag fleksibilitet til at understøtte en mere omkostningseffektiv udbygning af distributionsnet. Tidsdifferentierede tariffer er et eksempel på såkaldt implicit fleksibilitet, der giver tilskyndelse til fleksibelt elforbrug, hvor elforbrugeren flytter sit forbrug til de timer tariffen er lavere for dermed at opnå en økonomisk besparelse. Afbrydelighedsaftaler er et instrument, der ligeledes i dag er en kilde til fleksibilitet, som netvirksomheder kan udnytte. Her indgås aftaler mellem en større elforbruger (f.eks. et fjernvarmeanlæg med en elkedel) eller producenter og netvirksomhed, om at forbrugeren eller producenten kan få afbrudt eller nedreguleret sin tilslutning for at afhjælpe det lokale net. Forbrugeren tilbydes til gengæld et nedslag i tilslutningsbidraget i forbindelse med nettilslutning af forbrugsanlægget.

3.3. Netvirksomhedernes fleksibilitetsbehov

Som nævnt skal netudviklingsplanerne bidrage til at skabe gennemsigtighed for netvirksomhedernes forventede behov for fleksibilitet. Det forventede behov skal betragtes som noget netvirksomheden potentielt vil efterspørge, hvis netvirksomheden på det relevante tidspunkt

[2] *Se fanen: Analyser af fleksible nettilslutningsvilkår og netprodukter, samt fremme af fleksibilitetsmarked til elnettet*

vurderer, at benyttelsen af fleksibilitet udgør et brugbart og omkostningseffektivt alternativ til netudbygning eller forstærkning.

Mere konkret fremgår fleksibilitetsbehov i nærværende som hhv. et maksimalt effektbehov (MW) i løbet af en periode og et tilhørende samlet energibehov (MWh) i en periode, der indikerer omfanget på et forventet behov for nedadrettet eller opadrettet fleksibilitet til håndtering af udfordringer med kapacitet eller spændingsregulering i distributionsnettet. Et nedadrettet fleksibilitetsbehov indikerer en løsning i form af enten nedregulering af produktion eller opregulering af forbrug. Omvendt indikerer et opadrettet fleksibilitetsbehov en løsning i form af enten opregulering af produktion eller nedregulering af forbrug.
Udfordringer med kapacitet eller spændingsregulering vil typisk gøre sig gældende i specifikke tidsperioder (f.eks. timer, dage, måned eller sæson). Eksempelvis kan det være relevant at kigge på perioden oktober til marts, da forventede kapacitetsudfordringer typisk synliggøres denne del af året, hvor elforbruget er højt pga. opvarmning og medfører højere forbrugsbelastning af netkomponenterne sammenlignet med sommerhalvåret. For en nærmere indsigt i rammerne for netvirksomhedernes opgørelse af fleksibilitetsbehov henvises til "Netudviklingsplan 2027 - Vejledning".

Der er usikkerhed om tempoet for udviklingen og hvordan fremtidigt forbrug og produktion vil være fordelt geografisk og tidsmæssigt hen over et døgn. Denne usikkerhed videreføres til netvirksomhedens vurdering af fleksibilitet i en 10-årig planlægningshorisont.

4. Formelle rammer og vejledning

Netvirksomheden er i henhold til lov om elforsyning LBK nr 1248 af 24/10/2023 (elforsyningsloven) § 22, stk. 1, nr. 7, forpligtet til at basere udviklingen af nettet i netvirksomhedens netområde på en gennemsigtig netudviklingsplan, som netvirksomheden skal offentliggøre hvert andet år.

De nærmere regler om netudviklingsplanens indhold og processuelle forhold er fastlagt i kapitel 5 i netvirksomhedsbekendtgørelsen (BEK nr 1468 af 01/12/2025). Heraf fremgår det, at netudviklingsplanen skal baseres på det til enhver tid offentliggjorte format på Energistyrelsens hjemmeside. Formater har til formål at sikre, at netvirksomhedernes netudviklingsplaner indeholder relevante oplysninger samt er let sammenlignelige for henholdsvis markedsaktørerne og myndighederne.

Ved udarbejdelsen af netudviklingsplanen skal netvirksomheden samarbejde med Energinet samt sikre en bred høring af alle relevante aktører, jf. §§ 21 – 22 i netvirksomhedsbekendtgørelsen. Netvirksomheden skal udarbejde en redegørelse for resultaterne af høringsprocessen til Forsyningstilsynet, jf. § 23, stk. 1.

Netudviklingsplanen, redegørelsen for resultaterne fra høringsprocessen og Forsyningstilsynets eventuelle anmodning om ændringer offentliggøres på Forsyningstilsynets hjemmeside den 1. januar hvert andet år påbegyndende 2023, jf. § 25 i netvirksomhedsbekendtgørelsen.

Netudviklingsplanen har en 10-årig planlægningshorisont og er ikke juridisk bindende.

Der knyttes et indtastningsformat til netudviklingsplanen, hvor særligt planernes kvantitative oplysninger hovedsageligt gengives.

I dokumentet "Netudviklingsplan 2027 - Vejledning" findes mere detaljeret vejledning om hvordan netvirksomheder skal og kan udfylde deres netudviklingsplaner samt eksempler til inspiration. Vejledning kan findes sammen med format og tilhørende indtastningsformat på Energistyrelsens hjemmeside via følgende link.

5. Nuværende benyttelse af fleksibilitet

Vores Elnet benytter de muligheder der er indenfor de gældende regler, og de tekniske muligheder for at tilbyde fleksibilitet.

Vores Elnet anvender i dag tidsdifferentierede tariffer til at opfordre kunder til at lægge deres forbrug effektivt ift. den generelle belastning af elnettet.

Vores Elnet anvender aftaler om Begrænset Netadgang (BNA) til kunder som måtte ønske dette[3], samt som en midlertidig mulighed til kunder, der ellers ville skulle vente længe på udbygninger for at få fuld netadgang.

Vores Elnet forventer, at der i fremtiden vil blive udviklet og godkendt et mere budbaseret fleksibilitetsmarked for både aktiv og reaktiv effekt, som er tilpas geografisk differentieret til at det kan anvendes til fleksibilitet i distributionsnettet i praksis.

6. Netplanlægningsmetoder og princippet om energieffektivitet først

Vores Elnet følger gældende EU-regler for energieffektivitet i f.eks. transformere, så nettab herfra minimeres, ved at kræve energieffektivitet der som minimum lever op til EU's krav.

Yderligere tilsluttes nye kunder i udgangspunktet, hvor det er samfundsøkonomisk optimalt. Det inkluderer, at kunder ikke tilsluttes der, hvor det giver anledning til uacceptable høje nettab, set over den forventede levetid af anlægget - set ift. de øvrige tilslutningsomkostninger.

Endelig observeres udviklingen i nettab generelt i distributionsnettet, og der foretages jævnligt beregninger for optimering (minimering) af nettab ifm. f.eks. nytilslutninger eller netforstærkninger.

I fremtiden forventes det at slutanvendelsen (som Vores Elnet ikke har direkte indflydelse på) også kommer til at have en stigende effektivitet. Det være sig implementering af f.eks. energifællesskaber eller lignende løsninger samt det, at der kommer mulighed for at opnå forskellige markedsydelser, der potentielt også kan have en indvirkning.

[3] P.t. er det begrænset til kunder på 10 kV, da Vores Elnet har maskenet på 60 kV. Vores Elnets SCADA system kan ikke håndtere udregning af begrænsninger for 60 kV endnu - opdatering af SCADA systemet er dog igangværende med leverandøren, således at BNA også kan tilbydes på 60 kV I fremtiden.

7. Analyseforudsætninger for netudviklingsplaner

De generelle analyseforudsætninger beskriver en sandsynlig udvikling frem til 2050 for den del af energisystemet, der er relevant for Energinets arbejdsområde, herunder primært forbrug af el og gas, produktionskapaciteter samt udlandsforbindelser. Væsentlige andele af udviklingen i elforbruget og produktionskapaciteten vil ske i netvirksomhedernes enkelte netområder. Det er således i udgangspunktet en nedbrydning af den generelle forventede udvikling af forbrug, produktion mm. i de enkelte netområder, som netudviklingsplanerne beskriver. Netudviklingsplaner baseres på de senest offentliggjorte generelle analyseforudsætninger[4] samt netvirksomhedens egne supplerende analyseforudsætninger såsom (døgn)profiler, dimensioneringskriterier og egne lokale analyseforudsætninger såsom lokale forhold og lokal kendskab til udviklinger i netområder, der medfører afvigelser fra analyseforudsætninger mht. fremskrivning af energimængder (forventet forbrug, produktion mv.)

7.1. Udmøntning af de generelle analyseforudsætninger

Udmøntningen af de generelle analyseforudsætninger er foretaget ved anvendelse af det fælles dekomponeringsværktøj, som er udarbejdet i samarbejde mellem elnetselskaberne, Green Power Denmark og Energinet.

Dekomponeringen anvender både områdeforbrug, målerantal, sammensætning af boligmassen, pipelinelister mv. til at udmønte de generelle analyseforudsætninger.

Der henvises også til ark ”7.4 Tabel 3” og ”7.4 Tabel 4” i indtastningsdokumentet, hvor de generelle analyseforudsætninger dekomponeres kvantitativt].

7.2. Anvendelse af egne supplerende analyseforudsætninger

Der er ikke anvendt supplerende analyseforudsætninger, alle justeringer foretages som lokale analyseforudsætninger i stedet.

7.3. Anvendelse af egne lokale analyseforudsætninger

Store varmepumper (centrale) og Elkedler

Både store varmepumper og elkedler er opjusteret med 100 % af hvad der er forudsat i AF25. Baggrunden herfor er den løbende dialog med de fynske fjernvarmeselskaber og gartnerier, hvor både aktuelle og strategiske planer markant overstiger hvad AF25 lægger op til.

Transport

Transport er nedjusteret med 28 % af hvad der er forudsat i AF25. Denne nedjustering er domineret af en nedjustering af elbiler og varebiler til 67 % af det forudsatte. Årsagen til denne nedjustering er,

[4] Analyseforudsætninger til Energinet 2025 (AF25)

at det nedjusterede niveau vil svare til en elektrificering på 80-90 % af den eksisterende bilpark på Fyn, hvilket anses som det realistiske at nå indenfor en 10-årig horisont.

Fynske sommerhuse er yderligere behandlet særskilt fra den generelle fremskrivning, idet der regnes med, at kunder med en normal lademulighed, stadig vil skulle have mulighed for at lade i sommerhus - uagtet om de normalt lader indenfor Vores Elnets forsyningsområde eller ej.

Vejdirektoratets planer for ladestandere langs motorvejen er tilføjet som separate ladestandere, da disse er tiltænkt gennemgående trafik, og det ikke anses som realistisk, at elbilsejere i Vores Elnets forsyningsområde vil køre på motorvejen for at foretage opladning til daglig.

Denne justering er set ift., at ladestandere langs motorvejen sandsynligvis er for konservativ sat set ud fra mængden af ladestandere, der er i planlægningsstadiet. Da der ikke er sikkerhed for disse endnu, er der ikke opjusteret yderligere på denne baggrund.

Datacentre

Datacentre er nedjusteret med 90 %. Baggrunden for dette er, at datacentre typisk er meget små, eller meget store. Der er på Fyn meget begrænsede datacentre i størrelsesordenen, der skal tilsluttes i 60 kV nettet. De fleste er mindre anlæg på 10 kV niveau eller også er de så store, at Vores Elnet mener de bør tilsluttes direkte på transmissionsniveau.

DAC

DAC er nedjusteret med 80 %. Denne nedjustering grunder i den løbende dialog med industrikunder der har haft overvejelser heromkring.

Landmøller

Landmøller er nedjusteret med 80 %. Denne nedjustering grunder i den eksisterende mængder af landmøller på Fyn, samt at vindforholdende generelt ikke er de mest optimale. Der forventes derfor en markant begrænset tilslutning af landmøller.

Solceller

Markanlæg er opjusteret med 10 % for at afspejle den aktuelle tilslutning samt den konkrete pipelineliste. Ligeledes indgår vores erfaring med sandsynligheden for, at de enkelte udviklingsprojekter gennemføres.

Decentrale værker

Decentrale værker er opjusteret med 155,6 %. Dette afspejler alene den nuværende tilsluttede decentrale anlægsmasse af fjernvarme og regulerkraft. Der er ikke inkluderet en stigning af disse anlægstyper, kun deres fortsatte nuværende niveau.

Tabel 2

Lokal kendskab/lokale forhold	*Periode Idriftsættelse/virkning*	*Redegørelse for hvorfor lokal kendskab/lokale forhold anvendes og hvordan/hvor meget det medfører af afvigelser fra udviklingen i netområdet baseret på de generelle analyseforudsætninger*
Centrale varmepumper og elkedler: 200 %	Hele perioden	Kendte aktuelle og strategiske planer for fynske fjernvarmeselskaber og gartnerier.
Elbiler: 67 %	Hele perioden	Regeringens og kommunale ambitioner, samt kendte planer.
Datacentre: 10 %	Hele perioden	Kendte planer, samt industrispecifikke forhold.
DAC: 20 %	Hele perioden	Kendte planer, samt industrispecifikke forhold.
Landmøller: 20 %	Hele perioden	Eksisterende antal landmøller og meget begrænset antal projekter i pipeline.
Markanlæg: 110 %	Hele perioden	Estimater med baggrund i aktuelle tilslutninger, aktuelle pipeline-liste for solcelleanlæg, samt realistisk tilslutningspunkt.
Decentrale værker: 155,6 %	Hele perioden	Nuværende eksisterende anlæg.

7.4. Opsummering af dekomponering

Nedenstående tabeller er baseret på netvirksomhedens dekomponering samt egne lokale analyseforudsætninger, som er beskrevet i de forrige underafsnit. De samlede dekomponeringsskemaer findes i indtastningsformatet i arkene "7.4 Tabel 3" og "7.4 Tabel 4"

Tabel 3

Opsummering af forbrugsdekomponering					
Nettoforbrug	***Landsplan AF25***	***Netvirksomhed AF25***		***Netvirksomhed AF25 +/- Lokal***	
	2036				
	GWh	***GWh***	***Andel (%)***	***GWh***	***Afvigelse (%)***
I alt	*107.646 GWh*	*4.366,4 GWh*	*4,1 %*	*3211,0 GWh*	*-26,5 %*

Tabel 4

Opsummering af produktionsdekomponering					
Produktionskapacitet	***Landsplan AF25***	***Netvirksomhed AF25***		***Netvirksomhed AF25 + Lokal***	
	2036				
	MW	***MW***	***Andel (%)***	**MW**	**Afvigelse (%)**
I alt	*33.661 MW*	*1.590,0 MW*	*4,7 %*	*1.487,5 MW*	*-6,4 %*

8. Beskrivelse af netvirksomhed

I nedenstående beskrives ud fra en række oplysninger om netområde/geografisk placering, generelle kontaktoplysninger, nøgletal for netanlæg samt nøgletal for mængden af elforbrug og elproduktion mm.

8.1. Kort og netområde



8.2. Opgørelse af nøgletal

Nedenstående faktiske nøgletal opgjort primo 2026 beskriver netvirksomheden i forhold til fysiske netanlæg, netområdeforbrug (energi), tilsluttet energilagerkapacitet og elproduktionskapacitet i netområdet.

Tabel 5

Netanlæg og netkundebase			
Afregningsmålere		222.057	*stk.*
Kabelskabe		59.728	*stk.*
Transformere	*30-60/10-20 kV*	*100*	*stk.*
	10-20/0,4 kV	5.212	*stk.*
	I alt	**5.312**	***stk.***
Kabler og luftledninger	*30-60 kV luftledning*	421,0	*km*
	30-60 kV kabel	291,0	*km*
	10-20 kV luftledning	0,0	*km*
	10-20 kV kabel	3.978,0	*km*
	0,4 kV luftledning	0,0	*km*
	0,4 kV kabel	5.663,0	*km*
	I alt	**10.353,0**	***km***
Tilslutninger (kundetyper)	*Kundetype C*	219.586	*kunder*
	Kundetype B-lav	2.239	*kunder*
	Kundetype B-høj	206	*kunder*
	Kundetype A-lav	13	*kunder*
	Kundetype A-høj	11	*kunder*
	Kundetype A0	2	*kunder*
	I alt	**222.057**	***kunder***

Tabel 6

Elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet			
Netområdeforbrug		2.508.930,0	*MWh*
Nettab		85.019,0	*MWh*
		3,4	*%*
Tilsluttet elproduktionskapacitet	*Solcelleanlæg (VE)*	270,5	*MW*
	Vindmøller (VE)	41,6	*MW*
	Decentrale kraftvarmeværker[5]	634,3	*MW*
	Anden produktion	0,0	*MW*
	I alt	946,4	***MW***
Tilsluttet Energilagerkapacitet[6]	*Batterier*[7,8]	2,2	*MW*
	[Evt. kapacitet fra anden teknologi]	0,0	*MW*
	I alt	2,2	***MW***

[5] Inkluderer regulerkraft og centrale kraftvarmeværker, så det matcher "8.2 Tabel 6" i indtastningsarket.
[6] Afgrænsning af Energilager følger elforsyningslovens definition af energilager og energilagring, jf. elforsyningslovens §5 stk. 1 pkt. 15 og 16.
[7] Batterier omfatter el-til-el lagre baseret på batteriteknologi, herunder f.eks. Litium-ion batterier, samplaceret eller særskilte (stand-alone) i alle størrelser.
[8] Inkluderer kun større stand-alone batterier med en egentlig nettilslutningsaftale.

9. Fremskrivning af nøgletal

I dette afsnit fremskrives nøgletal for elforbrug, nettab[9], elproduktion og ellagerkapacitet. Med det 10-årige perspektiv anvendes 2027[10] (inklusivt) som startår med fokus på kort sigt (frem mod år 2028), mellemlangt sigt (frem mod år 2031) og langt sigt (frem mod år 2036 inklusivt).

Tabel 7

Fremskrivning af elforbrug, nettab, elproduktionskapacitet og energilagerkapacitet			
Netområdeforbrug [11] ***(energi)***	*År 2027*	2.331.321,2	*MWh*
	År 2028	2.436.716,1	*MWh*
	År 2031	2.853.534,7	*MWh*
	År 2036	3.281.655,5	*MWh*
Nettab[12]	*År 2027*	79.264,9	*MWh*
		3,4	*%*
	År 2028	82.848,3	*MWh*
		3,4	*%*
	År 2031	97.020,2	*MWh*
		3,4	*%*
	År 2036	111.576,3	*MWh*
		3,4	*%*
Tilsluttet elproduktionskapacitet	*Ultimo 2027*	548,6	*MW*
	Ultimo 2028	716,3	*MW*
	Ultimo 2031	1.264,3	*MW*
	Ultimo 2036	1.403,4	*MW*
Tilsluttet Energilagerkapacitet	*Ultimo 2027*	6,0	*MW*
	Ultimo 2028	14,5	*MW*

[9] Netområdeforbrug og nettab baseres på årsforbrug. Dvs. områdeforbruget for 2027 f.eks. er lig det fremskrevne forbrug. Fremskrivninger af kapacitetstal er derimod nedslagstal, hvor nedslaget er årets udgang.

[10] *Nøgletal i afsnit 8.2 er opgjort primo 2026 og ikke ultimo 2026 eftersom netvirksomhedernes planer offentliggøres til høring i maj 2026. Efter afsluttet høring og frem mod endelig offentliggørelse primo 2027 vurderes og tilses planerne af hhv. Energistyrelsen og Forsyningstilsynet, hvilket kan give anledning til eventuelle revideringer af planer. 2027 er således startåret for den 10-årige planlægningshorisont, der markerer perioden 2027 til 2036 inklusiv start- og slut år.*

[11] Netområdeforbruget er udelukkende relateret til kunder i Vores Elnets forsyningsområde, der påvirker Vores Elnets distributionsnet. A0 kunder samt selskaber med bevilling, der forsynes fra Vores Elnets distributionsnet, er ikke indeholdt. Forbruget der påvirker Vores Elnets distributionsnet, er således større end de angivne mængder.

[12] Nettabet i Vores Elnets 10 kV og 60 kV net indeholder til dels nettab forårsaget af andre elnetselskaber med bevilling som forsynes gennem Vores Elnets distributionsnet.

	Ultimo 2031	77,5	*MW*
	Ultimo 2036	96,2	*MW*

10. Behovsvurdering

Behovsvurdering er illustreret geografisk og er målrettet de forventede udfordringer i netinfrastrukturen som forventes at opstå frem mod 2036, herunder udfordringer med kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering, der i udgangspunktet identificeres i spændingsniveauer på eller over 30 kV.

Forventes der relevante udfordringer i relation til netinfrastrukturen, såsom kapacitetsbegrænsninger eller spændingsregulering på spændingsniveauer under 30 kV, fremgår disse desuden. Med relevante udfordringer menes her udfordringer, der potentielt kan løses varigt eller midlertidigt ved anvendelse af alternative løsninger til netinvesteringer; såsom anskaffelse af fleksibilitetsydelser eller energieffektivitetsforanstaltninger.

Med en 10-årig tidshorisont viser nedenstående behovsvurdering udviklingen med følgende nedslagsår: 2027 (startåret), 2028, 2031 og 2036, der hhv. markerer et kort sigte, et mellemlangt sigte og et langt sigte.

GIS-kort med et geografisk overblik over behovsvurdering[13] forefindes som link på: https://www.voreselnet.dk/elnettet/netudviklingsplaner

Af hensyn til anden anvendelse af data fra Netudviklingsplanen er projektlisten og data ikke kun udarbejdet for de konkrete nedslagsår, men for alle år i perioden. De steder, hvor tabeller mv. skal bruge en specifik periode, er der summeret op for disse perioder. Projekttabellen indeholder de enkelte år, hvori en forstærkning er nødvendig, selv om det ikke rammer et nedslagsår.

En netforstærkning, der er nødvendig i 2030, er således angivet som 2030 i projekttabellen, men er medtaget i nedslagsåret 2031 (angivet som 2029-2031) i tabellerne omkring økonomi og fleksibilitet.

Der er ikke udarbejdet en konkret projektliste for spændingsniveauer under 60 kV. Hvor meget der skal tilsluttes der, er meget omskifteligt og afhængig af netkundernes ønsker og ændrede planer, hvilket i praksis kan ændre sig fra måned til måned.

Tilslutninger på mellemspænding og ned er oftest med langt kortere tidshorisont, dels for at opfylde netkundernes ønsker, og tilslutningstider vil oftest være forholdsvis korte. En egentlig udarbejdet projektliste/estimering herfor vil være forældet allerede ved høringsstart, og dermed ikke anvendelig ved offentliggørelse af Netudviklingsplanen, grundet den hastighed forespørgslerne ændrer sig med.

[13] Behovsvurderingen forefindes ikke direkte på kortet, men skal sammenholdes med behovsvurderingerne i Netudviklingsplanen. GIS-kortet er udelukkende en gengivelse af zonerne.

Der forventes relevante udfordringer, og der anvendes også praktiske løsninger i form af f.eks. Begrænset Netadgang, men ændringstakten for disse potentielle projekter er så hastig, at en egentlig liste ikke vil være retvisende, givet længden af høringsperioden.

11. Projektoverblik

Projektoverblikket præsenterer den geografiske behovsvurdering (se område/projektreference) tilknyttet definerede og ikke definerede projekter med en 10-årig planlægningshorisont. Definerede projekter er projekter, hvor der er planlagt et netinvesteringsprojekt, der skal imødekomme et identificeret behov. Ved Ikke definerede projekter er der alene identificeret et behov, der ventes at skulle imødekommes.

Der rettes fokus på bl.a. en kvalitativ beskrivelse af behov og investeringsprojekt, tidsperiode for hvornår behovet forventes og mulighed for alternativ løsning (f.eks. fleksibilitetsløsning) koblet med omfanget af fleksibilitetsbehovet, der kan udskyde investering eller undgå investering mere permanent. Der lægges desuden vægt på investeringer i forhold til netinfrastrukturen, som er nødvendig for at tilslutte ny produktionskapacitet og nye belastninger. Projektoverblik fremgår af indtastningsark i fanerne "11 Projektoverblik HV" og "11 Projektoverblik MV-LV", der giver et overblik over projekter i hhv. spændingsniveauer over 30 kV (HV) og under 30 kV (MV-LV)[14].

Redegørelse for opgørelse af fleksibilitetsbehov

Fleksibilitet er i tabellerne opgjort med to mål: 1) Som fleksibilitetsbehov i MWh, der beskriver den samlede mængde energi, der overstiger netkapaciteten i f.eks. en station, og som derfor potentielt kan dækkes med fleksibilitet over en given periode 2) Som fleksibilitetsbehov i MW, der angiver det maksimale effektbehov, der på ét givent tidspunkt, skal kunne flyttes eller reduceres for at undgå overbelastning.[15]

Disse værdier er beregnet ud fra overskridelser i de enkelte netkomponenter og kan give en indikation af, hvor fleksibilitet kan bidrage. Dog kan der være tekniske begrænsninger i nettet, der gør, at ikke hele fleksibilitetsbehovet kan løses med alternative løsninger til netudbygning. For nærmere forståelse se netvirksomhedens redegørelse for opgørelse af fleksibilitet.

[14] Bemærk at den potentielle fleksibilitet i indtastningsarket udelukkende er estimeret for fleksibelt forbrug, og for de enkelte projekter udelukkende er estimeret for det specifikke år, hvor en udskiftning ellers vil skulle foretages. Ydermere er de 4-5 mest ekstreme værdier udeladt af estimatet, da disse som oftest vil være ekstreme værdier, som vil give kraftigt misvisende estimater for fleksibilitetspotentialet. Der fremgår således projekter angivet som fleksibilitet værende muligt, men der står som "0 MW", selvom fleksibilitet er en mulighed, men mere udefinerbart, eller meget småt, da der i projekttabellen også er afrundet til hele tal for fleksibiliteten.

[15] Det bemærkes, at fleksibilitetsbehovet tager højde for evt. allerede indgåede aftaler om levering af fleksibilitet, herunder aftaler om begrænset netadgang, ved at fratrække fleksibilitetsbehovet som håndteres af aftaler.

På grund af nettets sammenkoblede struktur kan samme belastningsproblem optræde flere steder i nettet. En summering af fleksibilitetsbehov eller træk på tværs af komponenter eller områder kan derfor føre til en overvurdering, da enkelte behov i praksis kun skal løses én gang.

Bemærk at fleksibilitetsbehov ikke er opgjort i kolonnerne J og K i projektoverblikket. De er i stedet opgjort i bilag 1. Det skyldes, at de grundlæggende krav i forhold til hvad der skulle leveres, er kommet så sent i processen, at der ikke har været tid til at ombygge hele beregningssystemet.

Fleksibiliteten i bilag 1 er opgjort per hovedstation og er kun relateret til grænsefladen mellem 60 og 10 kV nettene, og ikke relateret til belastning i 60 kV nettet. Der er derfor ingen steder, hvor der vil være overlap mellem fleksibilitetsløsninger.

12. Samlet forventet investeringsbehov

Nedenstående opgørelse viser det *samlede forventede investeringsbehov fordelt på spændingsniveauer i en 10-årig tidshorisont. Bemærk at investeringsbehovet ikke udelukkende knytter sig til opgørelse over definerede planlagte ny-og reinvesteringer, der følger af behovsvurderingen, jf. afsnit*

Behovsvurdering*og afsnit , men opgør netvirksomhedens forventede behov for at foretage ny-og reinvesteringer på forskellige spændingsniveauer i hele distributionsnettet i perioden 2027-2036.*

Tabel 8

Tidsperiode	*1-2 år (2027-2028)*		*3-5 år (2029-2031)*		*6-10 år (2032-2036)*	
Samlet forventet investeringsbehov	***1.622,0***	***mio.kr.***	***3.373,4***	***mio.kr.***	***4.173,3***	***mio.kr.***
Forventet investeringsbehov i højspændingsnet (30-60 kV net)	*931,0*	*mio.kr.*	*2.018,5*	*mio.kr.*	*2.501,5*	*mio.kr.*
Forventet investeringsbehov i mellemspændingsnet (10-20 kV net)	*450,4*	*mio.kr.*	*883,2*	*mio.kr.*	*1.089,7*	*mio.kr.*
Forventet investeringsbehov i lavspændingsnet (0,4 kV net)	*240,6*	*mio.kr.*	*471,7*	*mio.kr.*	*582,0*	*mio.kr.*

13. Samlet fleksibilitetsbehov

Nedenstående opgørelse viser opgørelse af det *samlede fleksibilitetsbehov med afsæt i projektlisten fordelt på spændingsniveauer med en 10-årig tidshorisont. Fleksibilitetsbehovet er opgjort både som energi i MWh og som effekt i MW. MWh-tallet angiver den samlede energi af overbelastningen i perioden for tidshorisonten, mens MW-tallet angiver det maksimale samtidige effekttræk som forventes at opstå i den angivne tidsperiode(r)(max)[16] inden for tidshorisonten. Begge opgørelser er beregnet under hensyntagen til samtidighed og nettets sammenkoblede struktur, så resultaterne i højere grad afspejler et retvisende behov. Det betyder, at opgørelsen ikke viser en direkte summering af projektoverblikket, men bygger på disse værdier i korrigeret form. Da fleksibilitetsbehov kan være både opadrettet og nedadrettet, præsenteres to adskilte tabeller, hvor opadrettet dækker behov for reduktion af belastning eller øget produktion, mens nedadrettet dækker behov for øget forbrug eller reduktion af produktion, jf. afsnit 3.3.*

Der er estimeret et samlet fleksibilitetspotentiale for højspændingsnettet, og her kun for transformerbegrænsninger. Det skyldes, at Vores Elnets højspændingsnet er formasket, og fleksibilitet heri vil variere med koblingstilstanden og derfor være meget komplekst og svært at forklare.

Der er ikke estimeret et fleksibilitetspotentiale for mellemspænding, da netkunders ønsker til tilslutninger, og derved mulighed for at levere fleksibilitet ændrer sig konstant. Dette er ikke et udtryk for, at der ikke forventes fleksibilitet i mellemspændingsnettet, da der i dag allerede anvendes fleksibilitet her. Det er nærmere et udtryk for, at netkundernes forhold ændrer sig så hurtigt, at ethvert estimat herfor vil være forældet og ikke retningsvisende efter få måneder.

Der er ikke estimeret et fleksibilitetspotentiale for lavspænding, og der forventes ej heller fleksibilitet herfor, førend der er et fleksibilitetsmarked, der fungerer efter formålet. Bemærk at dette ikke er en hindring for, at kunder på lavspændingsniveau kan deltage i løsningen af flaskehalse på 10-60 kV niveau. Det er udelukkende et udtryk for, at de systemer der skal etableres for at have realtidsovervågning af lavspændingsnet p.t., er dyrere end at forstærke lavspændingskablerne på længere sigt.

Der er ikke udregnet estimater for nedadrettet fleksibilitet, da dette kun vil kunne påvirkes af primært installationstilsluttede anlæg på lav- og mellemspænding - hvilket der ikke er et marked for endnu. Diskret fleksibilitet af produktionsenheder vil primært være på 60 kV niveau, hvor der ikke er regnet fleksibilitet grundet maskenettet. Større enheder på 60 kV vil ej heller påvirke grænsefladen mellem 60 og 10 kV nettene, som er den eneste grænseflade der er udregnet fleksibilitetspotentiale for.

[16] *Tidsperiode(r)(max) angiver den periode – f.eks. sommerhalvår og dagtimer – hvor fleksibilitetsbehovet (MW) er størst under den givne tidshorisont.*

Tabel 9a: Opadrettet fleksibilitetsbehov

Spændingsniveau	Tidshorisont	Fleksibilitetsbehov (MWh)	Fleksibilitetsbehov (MW)	Tidsperiode(r) (max)
Højspænding	2027-2028	218,2	6,2	Vinterhalvåret
	2029-2031	898,4	16,9	Vinterhalvåret
	2032-2036	344,6	15,1	Vinterhalvåret
Mellemspænding	2027-2028	0	0	-
	2029-2031	0	0	-
	2032-2036	0	0	-
Lavspænding	2027-2028	0	0	-
	2029-2031	0	0	-
	2032-2036	0	0	-

Tabel 9b: Nedadrettet fleksibilitetsbehov

Spændingsniveau	Tidshorisont	Fleksibilitetsbehov (MWh)	Fleksibilitetsbehov (MW)	Tidsperiode(r) (max)
Højspænding	2027-2028	0	0	-
	2029-2031	0	0	-
	2032-2036	0	0	-
Mellemspænding	2027-2028	0	0	-
	2029-2031	0	0	-
	2032-2036	0	0	-
Lavspænding	2027-2028	0	0	-
	2029-2031	0	0	-
	2032-2036	0	0	-

14. Redegørelse for resultaterne af høringsprocessen

Der er ikke modtaget nogen høringssvar under den offentlige høring.

15. Bilag

15.1. Bilag 1: Detaljeret fleksibilitetspotentiale

Fleksibilitetspotentialet er gældende for det enkelte nedslagsår, og er ikke summeret op over perioden.

Samlede forventede fleksibilitetsbehov [MW] og [MWh]	2028	2031	2036
Zone 1, ABS	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 2, BBY	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.6 MW 4.52 MWh
Zone 3, BEL	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 4, BHM	0.65 MW 37.76 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 5, BLØ	0.6 MW 47.72 MWh	0.16 MW 0.73 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 6, BOG	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 7, DYR	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 8, EJB	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 9, ELI	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 10, ENG	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 11, ESP	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.04 MW 0.07 MWh
Zone 12, FAR	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 13, FBV	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 14, FBY	0.88 MW 93.26 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 15, FGD	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 16, FLV	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 17, FVO	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 18, FÆG	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 19, GEL	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 20, GRP	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 21, GUD	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 22, HJH	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh

Zone 23, HJS	0 MW 0 MWh	0.63 MW 17.1 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 24, HNE	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 25, HÅR	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 26, KNB	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 27, KRB	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 28, KRI	0 MW 0 MWh	0.27 MW 1.97 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 29, KRT	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 30, LAN	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 31, LHM	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 32, LIV	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 33, LUA	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.05 MW 0.28 MWh
Zone 34, LUM	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 35, NBG	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.22 MW 0.65 MWh
Zone 36, NBY	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.63 MW 5.53 MWh
Zone 37, OBL	0.82 MW 13.55 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 38, ODL	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.34 MW 1.93 MWh
Zone 39, OGØ	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 40, OHE	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 41, OHH	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 42, OHV	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 43, OKB	0.26 MW 0.86 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 44, ONÆ	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 45, OPA	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 46, ORI	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 47, OTB	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh

Zone 48, OTT	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.66 MW 13.75 MWh
Zone 49, RAD	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 50, RIE	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 51, RUB	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0.41 MW 7.45 MWh
Zone 52, SDU	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 53, SHP	0.06 MW 0.06 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 54, SPØ	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 55, STG	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 56, STJ	0.36 MW 2.4 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 57, SØØ	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 58, TYR	0 MW 0 MWh	1.01 MW 69.72 MWh	0.4 MW 2.23 MWh
Zone 59, ULL	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 60, VDE	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 61, VOL	0 MW 0 MWh	0.24 MW 0.49 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 62, VSB	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 63, VSK	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 64, ÅRP	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh
Zone 65, ØRK	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh	0 MW 0 MWh